

4. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Энциклопедия энергосбережения. Екатеринбург: ИД «Со-крат», 2004. С. 7.
5. Николай Лисицын. Прощай, мартен! Дорогу чистым технологиям! [Электронный ресурс] URL: <http://www.interpipe.biz/ru/press/pressabout/680.html>
6. «Рисилика» запустила производство «зеленой химии» [Электронный ресурс] URL: <http://www.nanonewsnet.ru/news/2012/zagolovok-press-reliza-risilika-zapustila-proizvodstvo-zelenoi-khimii>.

## **ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ УГОЛЬНОЙ ПГУ С ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМ ВОЗДУХОНАГРЕВАТЕЛЕМ**

*Гордеев С.И., Рыжков А.Ф.*

*УрФУ, [tes.urfu@mail.ru](mailto:tes.urfu@mail.ru)*

Модернизация национальной экономики ставит сложные задачи по созданию парка технологий эффективного использования органического топлива для производства энергии. Перспективная ориентация мировой энергетики на твёрдое топливо, в том числе на местное низкосортное, определяет необходимость решения ряда проблем, связанных с его сжиганием:

- повышение эффективности угольной (твёрдотопливной) энергетики – КПД нетто станции;
- снижение выбросов вредных веществ, в том числе парниковых газов.

Из двух параллельно развивающихся в настоящее время направлений модернизации энергетики на твёрдом топливе: классического – паровой цикл на суперсверхкритические параметры пара, и альтернативного – парогазовый цикл с термохимической подготовкой топлива перед ГТУ, второе является более универсальным, так как, помимо решения экологических проблем, открывает возможность реализации энерготехнологии (полигенерации).

Использование парогазовой технологии на твердом, основанной на более термодинамически эффективном цикле Брайтона-Ренкина, заложено в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. На сегодняшний день работающие ПГУ на угле едва дотягивают по энергетической эффективности современных угольных паросиловых энергоблоков. Отставание обусловлено дороговизной получения кислорода, необходимого для проведения процесса газификации, а также неоптимальной тепловой схемой установок, связанной с необходимостью очистки топливного газа перед ГТУ. В настоящий момент ведутся разработки, позволяющие сократить отставание твердотопливных ПГУ от газотопливных.

Одной из таких разработок является разработка ИЦЭУ-УрФУ [1], основанная на двухступенчатом нагреве рабочего тела для ГТУ. Были проведены расчетные исследования данной ПГУ, задачей которых было выявление оптимального способа интеграции узла подготовки рабочего тела (УПТ) ГТУ в тепловую схему ПГУ. В УПТ входят: узел конверсии твердого топлива, система газоохлаждения и газоочистки топливного газа, узел высокотемпературного нагрева циклового воздуха (воздушный котел), камера сгорания.

Для решения поставленной задачи было проведено поэтапное исследование влияния следующих параметров схемы:

- температуры нагрева циклового воздуха (1 этап);
- компоновки паровоздушного котла (2 этап);
- типа газоочистки (3 этап).

Результаты исследования сгруппированы и образуют матрицу возможных способов интеграции УПТ в тепловую схему ПГУ:

- 1) Пиролизная ПГУ – А0 (прототип);
- 2) Пиролизная ПГУ модифицированная в вариантах – А1.1 и А1.2;
- 3) Газогенераторная ПГУ – Б0;
- 4) Газогенераторная ПГУ – Б1;
- 5) Газогенераторная ПГУ – Б2;
- 6) ПГУ-IGCC на достигнутые параметры газопаротурбинного оборудования.

Исходным вариантом для проводимых расчетов служит технологическая схема двухтопливной ПГУ А0. Модифицированные схемы пиролизной ПГУ отличаются от прототипа режимом в реакторе конверсии и типом газоочистки: А1.1 – холодная газоочистка с утилизацией физического тепла синтез-газа в паровом цикле, А1.2 – горячая газоочистка. Варианты газогенераторной схемы сочетают следующие типы компоновок: Б0 – ПГУ с холодной газоочисткой с достигнутыми параметрами газопаротурбинного оборудования, Б1 – то же что и Б0 только с горячей газоочисткой, Б2 – ПГУ на перспективные параметры оборудования с горячей газоочисткой. В ходе работы рассмотрены вариации, связанные с изменением температуры нагрева циклового воздуха, а также развитие схемы, реализуемое путем изменения компоновки поверхностей нагрева воздушного котла, дополнительно рассмотрено влияние типа газоочистки на КПД схемы. Для каждого этапа исследования была создана модель технологической схемы, соответствующая одному из вариантов матрицы исследования.

По результатам 1 этапа были получены следующие результаты: при повышении температуры нагрева циклового воздуха в воздушном котле с 800 до 1000 °С при неизменности остальных параметров схемы изменяется степень бинарности установки, что приводит к снижению КПД брутто установки, но вместе с тем наблюдается увеличение КПД нетто, обусловленное уменьшением нагрузки на узел конверсии топлива; для обеспечения более высокого КПД необходимо оптимизировать компоновку воздушного котла.

Для изучения влияния компоновки поверхностей нагрева воздушного котла была создана новая модель общей технологической схемы ПГУ. Были рассмотрены 3 вида компоновок воздушного котла:

1) с пароводяной частью в топочной камере. Особенностью данной компоновки служит использование пароводяных поверхностей для снятия избыточной по условиям надежной работы воздухонагревателя температуры;

2) с использованием рециркуляции дымовых газов. Вместо пароводяных поверхностей в топку осуществляется рециркуляция дымовых газов из конвективной шахты;

3) «чисто» воздушный котел. Данная компоновка отражает развитие материалов для воздухонагревателя. Совместно с отказом от рециркуляции дымовых газов температура нагрева воздуха повышается с 800 (в предыдущих компоновках) до 1000 °С.

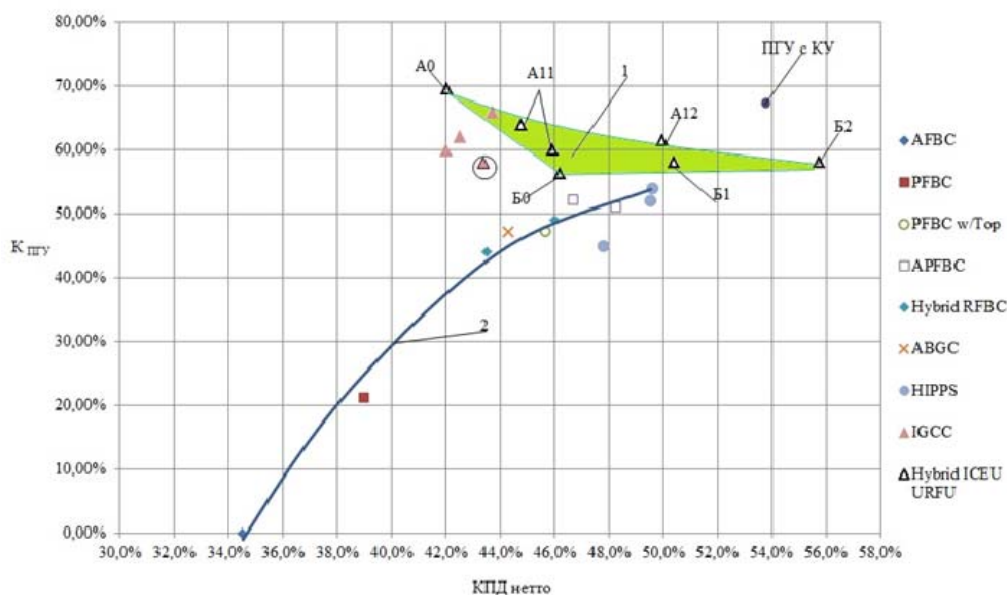
По результатам расчета были указаны области применимости компоновок. Наиболее применимым вариантом для достигнутых параметров является компоновка воздушного котла с использованием рециркуляции дымовых газов, для перспективных параметров – вариант полностью воздушного котла обеспечивает потребности схемы в высоконагретом воздухе.

Для исследования влияния типа газоочистки на экономичность схемы рассмотрены 3 компоновки ПГУ:

- 1) с квенчингом (A0);
- 2) с холодной газоочисткой (A11 и B0);
- 3) с горячей газоочисткой (A12 и B1).

Схема ПГУ с водяным квенчингом (A0) по энергетической эффективности находится на уровне угольных паросиловых энергоблоков прошлого поколения. Переход на холодную газоочистку при прочих равных условиях позволяет достичь требуемого уровня экономичности современных энергоблоков. Изменение режима конверсии дает совместно со сменой модельного топлива при прочих равных условиях дает минимальный выигрыш в экономичности (~ 1,2...1,5 %). Реализация варианта с горячей системой газоочистки увеличивает КПД установки по сравнению с вариантом с квенчингом на 8 %, что делает ее конкурентоспособной по сравнению с разрабатываемыми энергоблоками на суперсверхкритические параметры пара.

На рисунке приведено сравнение рассчитанных вариантов с другими типами энергоблоков.



- Сравнение разрабатываемой ПГУ (1 – область исследованных компоновок; 2 – линия развития гибридных ПГУ на основе технологии кипящего слоя; точка в кружке – рассчитанная компоновка IGCC на достигнутые параметры; A0, A11, A12, B1, B2 – исследованные компоновки ПГУ)

Рассматриваемая ПГУ по энергетической эффективности близка разработанным ранее технологиям, однако применение более совершенных решений в тепловой схеме, позволяет рекомендовать ее к дальнейшей проработке. Переход на горячую газоочистку дает необходимый выигрыш в экономичности по сравнению с более сложными схемами на основе технологии КС.

*Библиографический список*

1. Гордеев С.И. [и др.] О предпроектной разработке гибридной угольной ПГУ с воздухоподогревателем / С.И. Гордеев, Н.В. Вальцев, Т.Ф. Богатова, Е.И. Левин, В.Л. Шульман, А.Ф. Рыжков, Н.А. Абаимов // Электрические станции. 2012. № 10. С. 17-21.

## **О МЕТОДАХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ ТЕПЛОТЫ И ТОПЛИВА ПО ВИДАМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ НА ТЭЦ**

*Горсткин Д.А., Суворов Д.М.*

*Вятский государственный университет, г. Киров  
dmitriy.diel@gmail.com, dmilar@mail.ru*

На сегодняшний день существует изрядное количество методов распределения затрат теплоты (топлива) на выработку электрической энергии и отпуск тепловой на ТЭЦ [1, 2]. Однако до сих пор нет однозначного ответа на вопрос о том, какой из них является наилучшим. В ходе данной работы был изучен и применен термодинамический метод в интерпретации [2]. Данные для расчетов были получены на математической модели турбины Т-50-12,7, построенной на базе реальных энергетических характеристик отсеков проточной части. Все расчеты велись с различными значениями тепловой и электрической мощности в режиме одноступенчатого подогрева сетевой воды с давлением 50 кПа в 7 отборе на нижний сетевой подогреватель (НСП), расход свежего пара в голову турбины составлял 50 кг/с, температура обратной сетевой воды – 40 °С. Значения, полученные по термодинамическому методу [2], сравнивались с результатами значений с использованием других известных методов расчета (физического, эксергетического, нормативного).

Суть термодинамического метода [2] заключается в трансформации реального цикла ТЭЦ в несколько обратимых циклов Карно, в которых теплота отводится в конденсаторе, регулируемых и нерегулируемых отборах. Для этого уравнение теплового баланса турбоустановки  $Q_3 = Q_o - Q_m$  делят на одинаковое изменение удельной энтропии верхнего и нижнего источника теплоты конгруэнтного цикла Карно для каждого такого цикла.

Например: цикл Карно на НСП для исследуемых режимов:

$Q_{подв} = T_{o\text{ ср}} M_{нсп} (s_7 - s_{7к})$  – подведенная тепловая мощность;

$Q_{отв} = Q_{нсп} = T_{ср\ отв} M_{нсп} (s_7 - s_{7к})$  – отведенная тепловая мощность;

$Q_N = Q_{подв} - Q_{отв}$  – мощность турбины, получаемая на нижнем отборе,

где  $T_{o\text{ ср}}$  – средняя абсолютная температура подвода теплоты в этом частном цикле, численно равная средней температуре подвода теплоты в цикле ТЭЦ;  $T_{ср\ отв}$  – средняя абсолютная температура отвода теплоты;  $G_{нсп}$  – расход пара на НСП;  $s_7$  и  $s_{7к}$  – удельные энтропии пара 7 отбора и конденсата этого пара соответственно.